

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Octubre 2014

[Volumen 7, número 10]

Contenido

Editorial	2
SIC	3
Análisis de operación del SIC	3
Proyección de costos marginales System	4
Análisis por empresa	5
SING	6
Análisis de operación del SING	6
Proyección de costos marginales System	7
Análisis por empresa	8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No-Convencionales	9
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	10
Proyectos en SEIA	10

Bloques horarios en licitaciones de suministro para clientes regulados

Desde el primer proceso en 2006 y hasta la última licitación de suministro para clientes regulados realizada, proceso 2013/01, los volúmenes de energía a licitar se dividieron en bloques que comprometían suministro por hasta 15 años y durante las 24 horas del día. Esto último ha sido objeto de críticas por parte de generadores de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC), quienes han visto ese diseño como una barrera de entrada para participar en el mercado de los clientes regulados. Argumentan que dada la intermitencia propia de algunas tecnologías ERNC, como la eólica y solar, estarían obligados a realizar compras en el mercado spot en las horas en que estas fuentes no inyectan energía al sistema, con el consecuente riesgo que implica la volatilidad del precio spot.

Recientemente, en las bases del proceso de licitación 2013/03, la CNE introdujo por primera vez la posibilidad de hacer ofertas de suministro por un número limitado de horas del día. En efecto, la licitación 2013/03 se ha dividido en 4 bloques que en conjunto representan hasta un 29% de la demanda regulada proyectada para el SIC al 2020 (ver Figura 1).

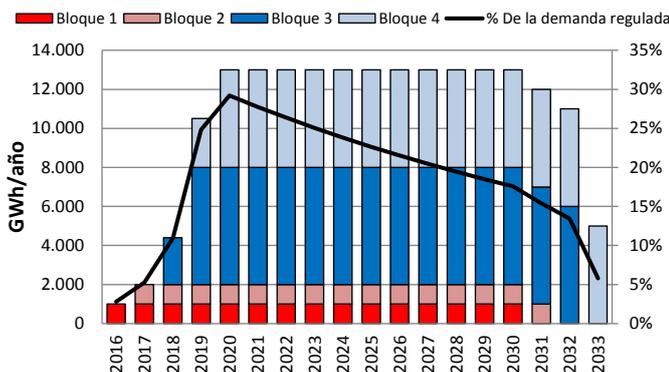


Figura 1: Energía anual por bloques licitada y porcentaje de la demanda regulada proyectada, licitación 2013/03 (Fuente: CNE)

De los 4 bloques licitados, solamente los bloques 1 y 2, que representan conjuntamente hasta un 15,4% de la energía licitada, se han subdividido en los bloques horarios A, B y C; que corresponden respectivamente a las horas 23:00-7:59, 8:00-17:59 y 18:00-22:59. Como se ve en la Figura 2, los bloques B y C coinciden con las horas de mayor generación solar y eólica, respectivamente.

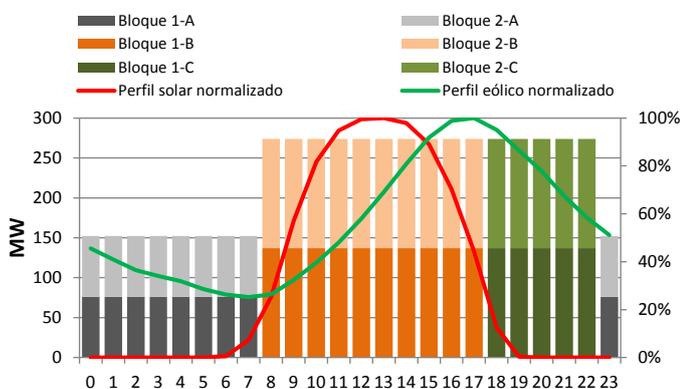


Figura 2: Bloques horarios 2017-2030, licitación 2013/03, y perfiles de generación típicos (Fuente: CNE, Systep)

La definición de estos bloques horarios es una buena medida para las tecnologías de generación ERNC intermitentes, pues les permite ofertar sólo en las horas en que presentan mayor capacidad de generación, reduciendo su exposición al mercado spot y permitiendo así ofertas más competitivas en estas horas. Sin embargo, el diseño de la licitación no permite a otras tecnologías no intermitentes, tanto convencionales como no-convencionales, hacer ofertas en los bloques 1 y 2 que comprometían suministro por las 24 horas del día. En efecto, el mecanismo de adjudicación establecido en las bases de licitación busca minimizar el precio del suministro separadamente para cada uno de los bloques 1-A, 1-B, 1-C, 2-A, 2-B y 2-C; no para los bloques 1 y 2 en su totalidad. Esto puede implicar un riesgo para las tecnologías de generación permanente (no intermitente), por cuanto podrían ser adjudicadas para dar suministro sólo en algunas horas del día, lo cual las dejaría en dos condiciones posibles durante las horas restantes: deberán vender su generación al mercado spot, o bien, en un escenario de alta penetración de ERNC podrían no ser despachadas. En este contexto, es probable que las tecnologías de generación permanente, de presentarse a la licitación, incorporen este riesgo en sus ofertas a través del aumento en los precios ofertados, perjudicando así la competitividad del proceso.

Es importante que el diseño de las licitaciones permita a todas las tecnologías aprovechar sus ventajas particulares, con el objeto de obtener las ofertas lo más competitivas posibles. En este sentido, es necesario que aquellas tecnologías capaces de generar continuamente puedan hacer ofertas condicionadas a que el suministro adjudicado sea durante las 24 horas del día. Junto con lo anterior, es necesario que el mecanismo de adjudicación sea tal que se minimice el precio medio de suministro al cliente final, es decir, considerando los precios y volúmenes demandados durante todas las horas del día, y no subconjuntos de ellas por separado.

Sumado a la restricción anterior, es probable que las ofertas de los generadores de base privilegien los bloques 3 y 4, que no hacen distinción horaria del suministro, y además representan la mayor parte de la energía licitada (ver Figura 1). Más aún, en vista del poco interés observado en la licitación 2013/01, en donde sólo se presentaron dos oferentes por un total conjunto del 78% de la energía licitada, es poco probable que en el proceso 2013/03 se presenten ofertas de generación de base en los bloques 1 y 2, por los riesgos indicados de adjudicaciones discontinuas. Es menos probable aún si se considera que en el actual proceso 2013/03 el precio techo se ha reducido un 6,9% con respecto al del proceso 2013/01 (120 y 129 US\$/MWh, respectivamente).

Es fundamental, de cara a las próximas licitaciones de suministro de clientes regulados, en donde se jugará la mayor parte de la demanda regulada de la próxima década, que el diseño de las mismas evite posibles alzas de precio o escasez de las ofertas. Se debe resguardar el objetivo principal de estos procesos: contratar toda la demanda y lograr los menores precios para los consumidores.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de septiembre la operación del SIC se caracterizó por una disminución en la generación hidráulica con respecto al mes de agosto de un 7%, lo cual fue compensado por una mayor participación de la generación a carbón, eólica, solar, biomasa y diesel (ver Figura 3). Estas condiciones provocaron un aumento en los costos marginales con respecto al mes anterior.

Este aumento en los costos marginales en septiembre se vio reforzado por los mantenimientos mayores de: Nueva Renca (380 MW), Bocamina 1 (127 MW) y Guacolda 1 (154 MW). Además, se produjo la desconexión no programada de Santa María (370 MW) por 5 días. Por último, continúa la paralización de la central Bocamina II (350 MW) iniciada en el mes de diciembre del año pasado.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, pero por sobre los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado (ver Figura 4).

Con respecto a la generación GNL, durante septiembre la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con este combustible, a un precio promedio declarado de 11,1 US\$/MMBtu. La unidad II de Nehuencho operó con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad I prácticamente no operó durante este mes. En tanto, la central Nueva Renca operó dos días con GNL durante septiembre a un precio de 19,8 US\$/MMBtu.

Durante gran parte de septiembre el costo marginal del SIC fue determinado por centrales de embalse, cuyo valor del agua varió entre 60 y 109 US\$/MWh en Rapel (ver Figura 5).

En septiembre de 2014 el costo marginal del SIC promedió 90,1 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 6% menor respecto al mes de septiembre de 2013 (95,8 US\$/MWh), y 20% mayor respecto a agosto de 2014 (74,8 US\$/MWh).

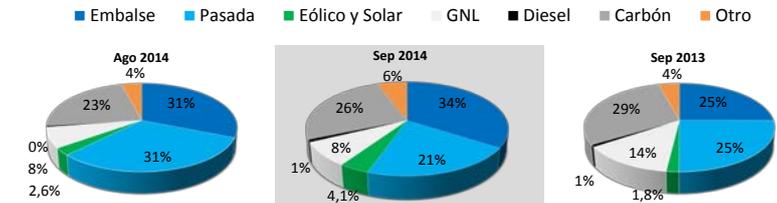


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

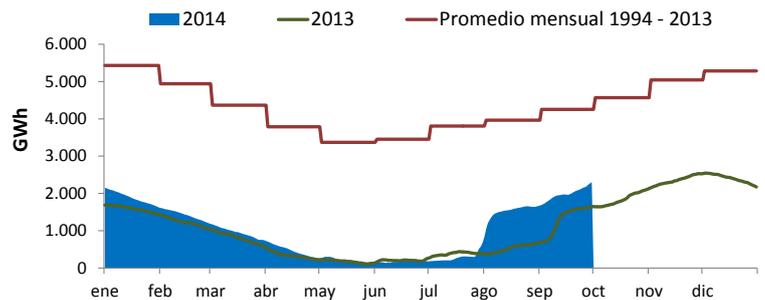


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC).

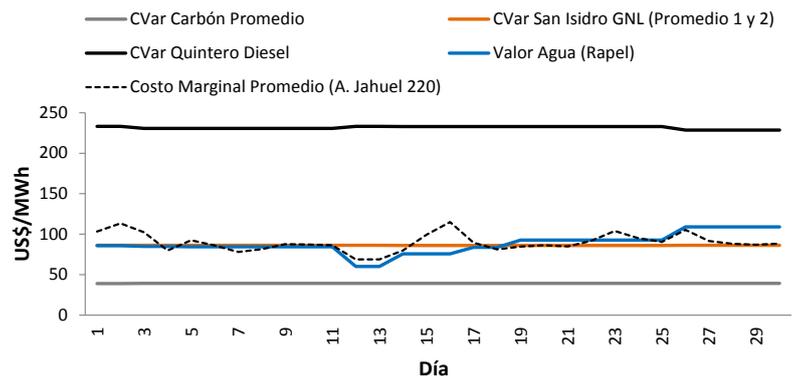


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre (Fuente: CDEC-SIC)

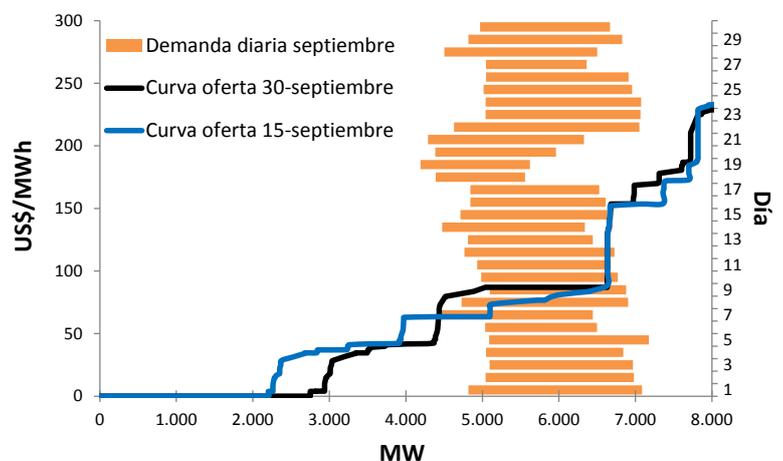


Figura 6: Demanda diaria durante septiembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC - Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Recientemente el CDEC-SIC publicó el segundo pronóstico de deshielos para los meses de octubre 2014 a marzo 2015, en donde se estiman probabilidades de excedencia de entre 35% y 95% dependiendo del afluente, con un promedio de 71%.

En esta proyección se considera la entrada de Bocamina II para septiembre 2015, no obstante, no existe certeza que así ocurra. Así como la posible entrada de nuevos proyectos ERNC y el retraso de obras de transmisión. Estas condiciones podrían modificar los costos marginales proyectados.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 278,7 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 111 MW son eólicos, 59,7 MW hídricos y 108 MW solares.

En la Tabla 2 se muestran resultados estadísticos de la simulación de 50 escenarios hidrológicos históricos, en donde se considera igual probabilidad de ocurrencia para cada uno.

Tabla 1 Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL	
Crecimiento demanda	2014		3.6%	
	2015		4.0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		97.0	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		126.1	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (oct-sep)	6.0	12.0
		Nehuenco (oct, may-sep)	0.0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-abr)	0.0	0.0
Nueva Renca (oct-sep)		Sin GNL	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	San Isidro (oct-sep)	Total	Total	
	Nehuenco (oct, may-sep)	Limitada	0	
	Nehuenco (nov-abr)	Total	Limitada	
	Nueva Renca (oct-sep)	0	0	

Tabla 2: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Oct-2014 a Mar-2015	55.69	20.52	84.46	35.14
Abr-2015 a Sep-2015	83.48	35.00	111.97	40.39

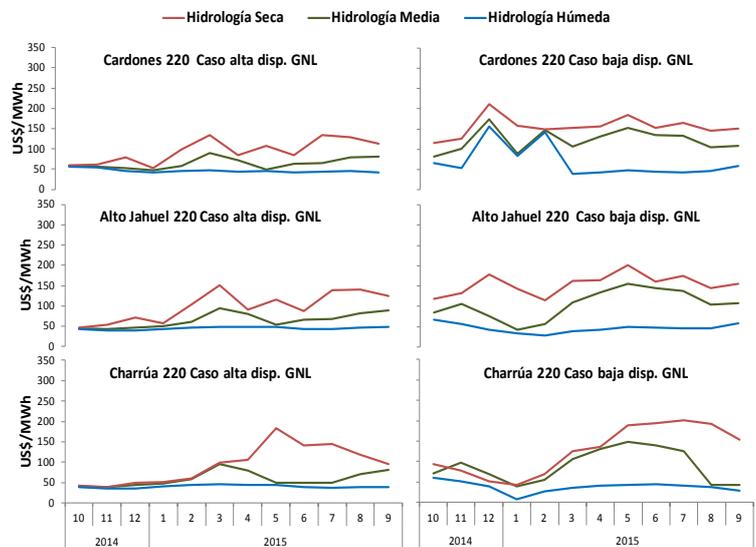


Figura 7: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

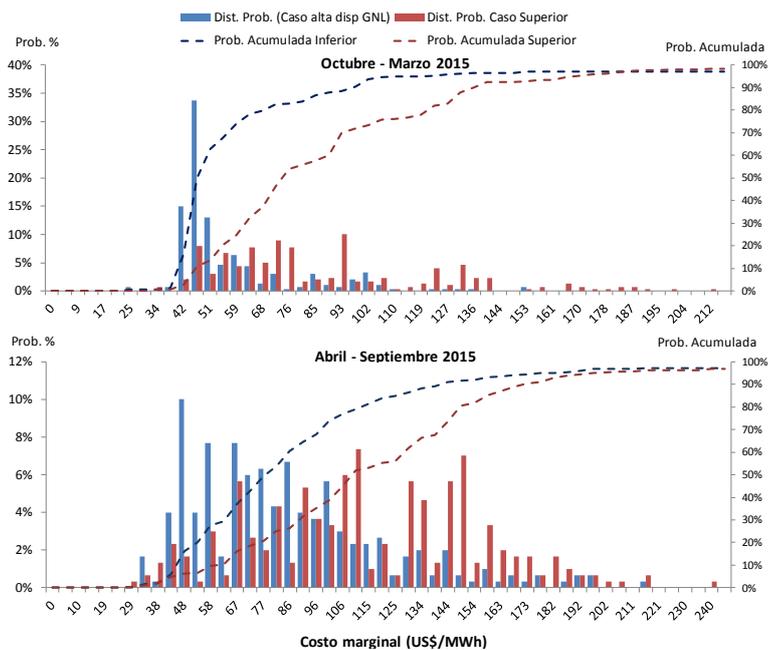


Figura 8: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

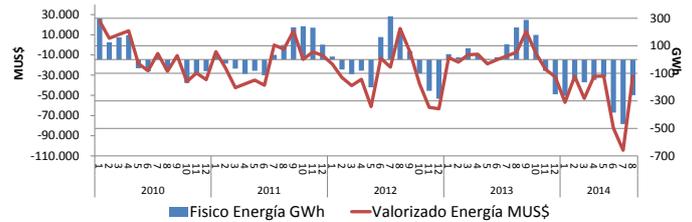
Análisis por empresa

En septiembre la menor generación de Endesa estuvo marcada por el mantenimiento mayor de Bocamina I y la paralización de Bocamina II. Por otra parte, la generación GNL de Colbún disminuyó al no operar Nehuenco I este mes. Asimismo, Aes Gener mantuvo su generación en base a carbón, mientras que Guacolda la disminuyó producto del mantenimiento mayor de Guacolda I. Finalmente, Pehuenche disminuyó su generación hidráulica.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013
Pasada	260	245	247
Embalse	854	759	616
Gas	0	0	0
GNL	167	220	382
Carbón	30	0	221
Diésel	0	0	0
Eólico	13	11	18
Total	1.323	1.236	1.485

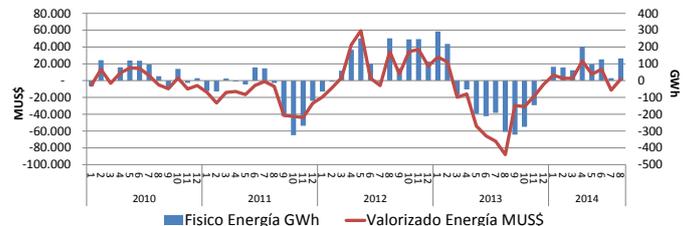
Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	46,0
San Isidro GNL (prom. I y II)	86,2
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Ago 2014	
Total Generación (GWh)	1.323
Total Retiros (GWh)	1.583
Transf. Físicas (GWh)	-259,1
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-31,1



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013
Pasada	237	215	211
Embalse	495	411	168
Gas	0	0	0
GNL	226	126	165
Carbón	208	195	163
Diesel	8	9	6
Eólico	0	0	0
Total	1.173	956	714

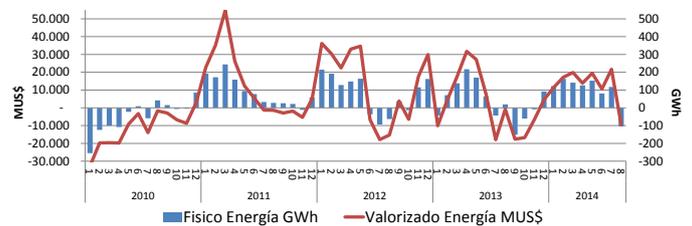
Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,0
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	154,0
Transferencias de Energía Ago 2014	
Total Generación (GWh)	1.173
Total Retiros (GWh)	1.041
Transf. Físicas (GWh)	132
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,7



AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013
Pasada	63	61	69
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	2	7
Carbón	526	523	395
Diesel	0	1	1
Eólico	0	0	0
Otro	2	3	4
Total	592	589	476

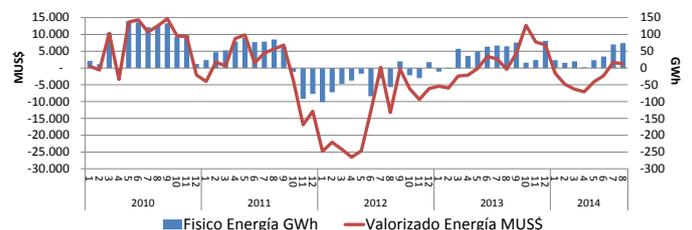
Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	41,2
N. Ventanas y Campiche	41,9
Nueva Renca GNL	143,0
Transferencias de Energía Ago 2014	
Total Generación (GWh)	592
Total Retiros (GWh)	695
Transf. Físicas (GWh)	-103,6
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-9,5



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	434	359	429
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	434	359	429

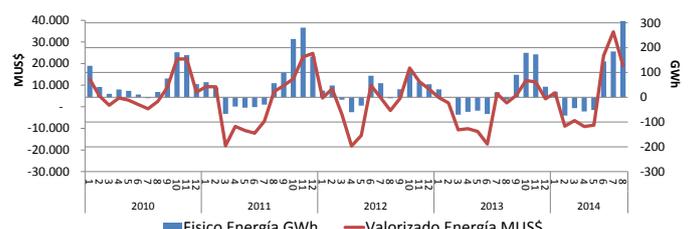
Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	34,7
Guacolda III	31,4
Guacolda IV	34,3
Transferencias de Energía Ago 2014	
Total Generación (GWh)	434
Total Retiros (GWh)	360
Transf. Físicas (GWh)	74,1
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,2



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013
Pasada	56	61	39
Embalse	280	261	239
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	336	323	279

Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Ago 2014	
Total Generación (GWh)	336
Total Retiros (GWh)	28
Transf. Físicas (GWh)	307
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19,1



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

Durante septiembre la operación del SING presentó un aumento en la participación de generación a carbón, de 79% en agosto a 85% en septiembre. Este mes volvieron a operar Angamos 2 (273 MW), Mejillones 1 (166 MW) y la U13 de Tocopilla (85,3 MW), mientras que sólo estuvo en mantenimiento mayor la unidad NTO2 de Norgener (141 MW). Esto repercutió en una menor generación GNL durante este mes (ver Figura 9).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 8,1 US\$/MMBtu promedio en septiembre. Por su parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por Norgener), declaró un costo de GNL de 21,2 US\$/MMBtu. Así, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 10).

Los costos marginales en septiembre fueron marcados mayoritariamente por el costo variable de unidades a carbón y GNL (Central Tocopilla y CTM3). El promedio mensual del costo marginal de septiembre en la barra Crucero 220 fue de 76,8 US\$/MWh, lo cual representa un aumento de 26% respecto del mes de agosto (60,8 US\$/MWh), y un aumento de un 19% respecto a septiembre de 2013 (64,3 US\$/MWh).

A partir de julio de 2014, la compensación por barra producto de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, no es publicada por el CDEC-SING debido a un cambio en el procedimiento de "Valorización de Transferencias Económicas".

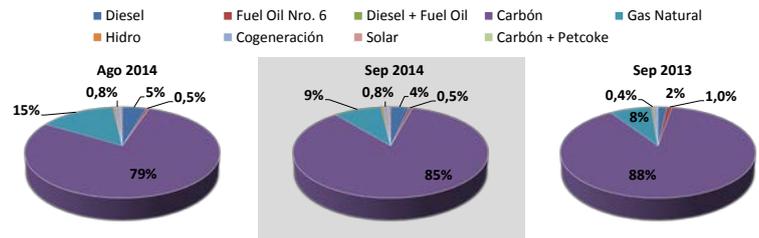


Figura 9: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

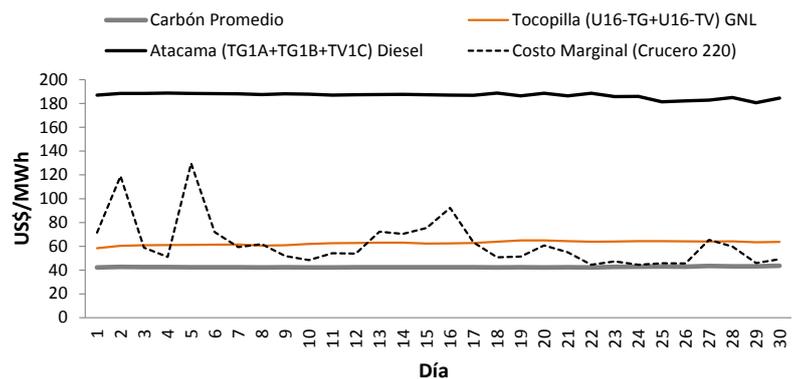


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal diario de septiembre (Fuente: CDEC-SING)

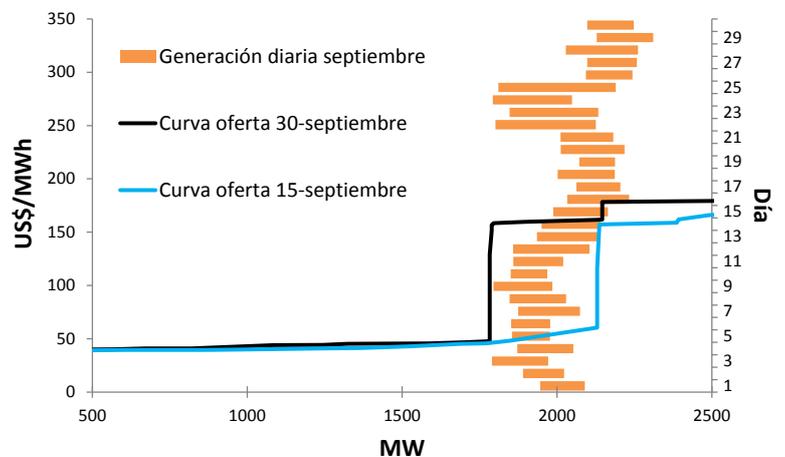


Figura 11: Generación diaria durante septiembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2014 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 7,5%, impulsado por la conexión de nuevos proyectos industriales, así como incrementos en la demanda de clientes existentes. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda informadas por las empresas.

Para abordar esta incertidumbre asociada a la estimación de demanda, Systep considera para esta proyección 3 escenarios distintos de demanda. Se considera un crecimiento de la demanda base, elaborado a partir de las expectativas informadas por los grandes clientes, y dos casos adicionales: demanda baja y demanda alta.

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación de 4 proyectos solares por un total de 114 MW.

Tabla 3: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	5.5%	7.5%	9.5%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		126.1	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	81.4	
		Angamos	80.4	
		Tocopilla	83.7	
		Andina	72.0	
		Hornitos	80.2	
Norgener		93.3		
Tarapacá	80.3			
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,4 - 7,0		
	Atacama	Sin GNL		
	Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada		
	CTM3	Limitada		
	Otros	Sin GNL		

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio alcanza los 95,1 US\$/MWh, en comparación a los 101,53 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en

el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 109,3 US\$/MWh.

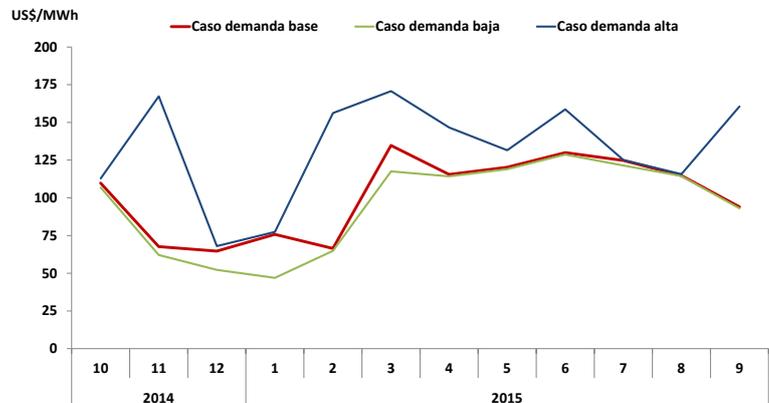


Figura 12: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

La proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para su simulación se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2014 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de septiembre. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta variaciones significativas con respecto a la realizada en el mes de anterior, donde destaca la mantención de las centrales a carbón Angamos I en octubre de 2010 y de la Unidad 14 de E-CL en marzo de 2015, así como el de la Unidad 16 de E-CL en enero y febrero de 2015, particularmente importante por ser la unidad a GNL que marca la punta en los costos marginales promedios.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2014, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta. La proyección considera una disponibilidad de GNL para la unidad CTM3 considerando que Norgener S.A informó el arriendo de dicha unidad a E-CL y en función de la disponibilidad adicional producto del mantenimiento de la unidad 16 de E-CL.

Notar que esta proyección es el resultado de la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara en operación. No se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por lo tanto, los costos marginales proyectados podrían estar sobrestimados respecto de los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

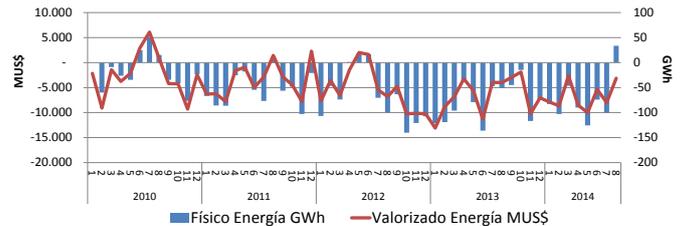
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de septiembre E-CL aumentó su generación a carbón compensando la disminución de la participación GNL en su matriz. Por su parte, la generación a carbón de AES Gener bajó en este mes producto del mantenimiento mayor de la unidad NTO2. Finalmente, Celta aumentó la generación con carbón y GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel.

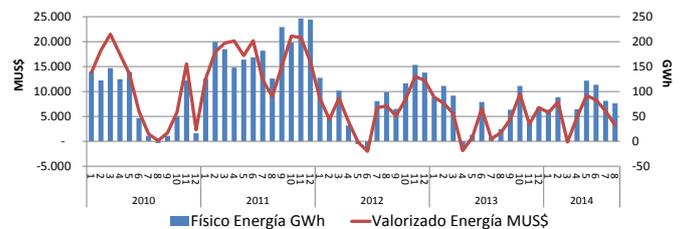
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013		
Diesel	2	3	3	Andina Carbón	45,6
Fuel Oil Nro. 6	7	8	13	Mejillones Carbón	39,9
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	62,7
Carbón	606	649	684		
Gas Natural	148	113	114	Transferencias de Energía Ago 2014	
Hidro	3	4	3	Total Generación (GWh)	765
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	732
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	33,7
Total	765	777	817	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.133



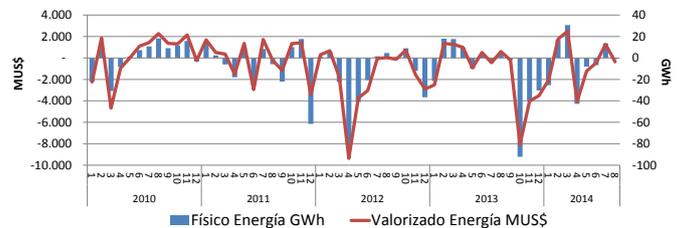
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	42,9
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	41,3
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	169,5
Carbón	468	477	485		
Gas Natural	63	17	0	Transferencias de Energía Ago 2014	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	532
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	456
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	76,1
Total	532	494	485	Transf. Valorizadas (MUS\$)	3.219



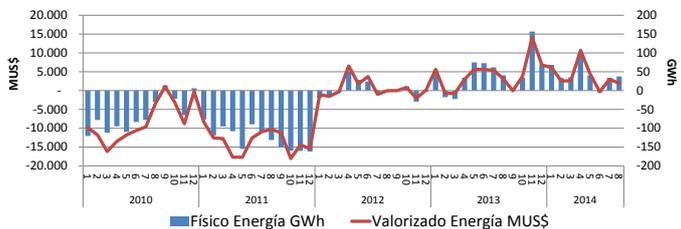
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013		
Diesel	0,2	0,3	0,3	Tarapacá Carbón	36,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Ago 2014	
Carbón	65	89	91	Total Generación (GWh)	65
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	66
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-1,1
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-359
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	65	90	91		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2014 (US\$/MWh)	
	Ago 2014	Sep 2014	Sep 2013		
Diesel	64	46	20	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	187
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Ago 2014	
Carbón	0	0	0	Total Generación (GWh)	63,5
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	26,0
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	37,5
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.941
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	64	46	20		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a septiembre de 2014, es de 82,6 US\$/MWh para el SIC y 103,7 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Chilectra accede a menores precios y, en contraste, actualmente EMEL accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

Los valores de la Tabla 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a noviembre de 2012.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de agosto de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.331 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fue igual a 160 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante agosto fue igual a 345 GWh, es decir, un 116% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de agosto, la mayor parte fue generada por centrales de eólicas (31%), seguidas por centrales de biomasa (30%) e hidráulicas (28%). En tanto, los generadores solares representaron el 11% de las inyecciones ERNC de ese mes.

La Figura 14 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de agosto, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a septiembre 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
AES Gener	83,2	5.419
Campanario	113,4	900
Colbun	86,4	6.782
Endesa	78,1	15.029
Guacolda	75,0	900
EMELDA	110,7	200
EPSA	114,3	75
Puyehue	94,4	150
Panguipulli	96,3	100
Monte Redondo	108,0	275
Precio Medio de Licitación SIC		82,61
SING		
Edelnor	103,7	2.300
Precio Medio de Licitación SING		103,66

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a septiembre 2014 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	70,2	13.350
Chilquinta	90,6	2.917
EMEL	77,1	2.007
CGE	105,9	7.050
SAESA	80,3	4.506
Precio Medio de Licitación SIC		82,61
SING		
EMEL	103,7	2.300
Precio Medio de Licitación SING		103,66

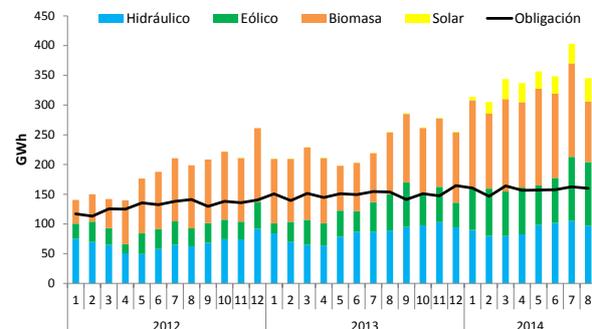


Figura 13: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

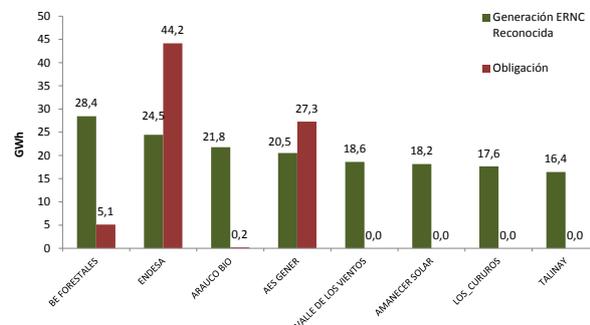


Figura 14: Generación reconocida y obligación por empresa, agosto de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SING</u>	<u>Impuesto al carbón Reforma tributaria</u>	<u>Reforma a las licitaciones de suministro para clientes regulados</u>
El día 20 de junio el CDEC-SIC publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC. Actualmente se está a la espera de aprobación por parte de la CNE (ver más).	El día 16 de junio el CDEC-SING publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC. Actualmente se está a la espera de aprobación por parte de la CNE (ver más).	El día 26 de septiembre la Presidenta Michelle Bachelet promulgó la Reforma Tributaria, la cual introduce impuestos a las emisiones contaminantes de fuentes fijas (ver más).	El día 19 de agosto el Gobierno ingresó el proyecto de Ley que busca reformar el actual sistema de licitaciones de suministro eléctrico (ver más).

[Gas Natural Fenosa lanza su mayor compra por CGE en una OPA que se extenderá hasta el 11 de noviembre \(ver más\)](#)

La compañía española justificó la mayor oferta lanzada en Chile en su objetivo de internacionalización, donde la consolidación de su posición en América Latina es clave.

[Presidenta Bachelet inaugura el Parque Eólico Los Cururos de la colombiana EPM \(ver más\)](#)

El proyecto de 109,6 MW se emplaza en la comuna de Ovalle y es la primera inversión del consorcio extranjero en Chile.

[Costo de energía del Metro se dispara 77% por nuevo contrato de suministro \(ver más\)](#)

El segundo trimestre la cuenta de luz rondó los \$ 14.000 millones, monto que casi duplicó los \$ 7.700 millones de los primeros tres meses de este año.

[Pese a impuestos y shale gas, generar con carbón será 32% más barato que con GNL \(ver más\)](#)

Estudio afirma que, al menos, durante los próximos 20 años el carbón seguirá estando entre las fuentes de energía más importantes a nivel global.

[Precios de energía para hogares subieron hasta 65% desde inicio de licitaciones \(ver más\)](#)

Esta fórmula permite a las generadoras actualizar valores, pero el Gobierno busca limitar alzas y establecer un mecanismo de revisión periódica.

[Gobierno planifica matriz eléctrica a 2030 con fuerte aumento en aporte de energía solar y eólica en el SIC \(ver más\)](#)

Se contempla la construcción de 4.979 MW, y de eso, el 70% corresponde a iniciativas solares y eólicas.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 4.487 MW, con una inversión de 9.178 MMUS\$. En el último mes se aprobó ambientalmente el proyecto hidroeléctrico Perquilauquén (17 MW) en la séptima región. Además, ingresaron a evaluación tres nuevos proyectos, dos hidráulico (3,8 y 2,5 MW) y un eólico (142 MW). En esta estadística no se considera dentro de los proyectos aprobados el proyecto HidroAysén (2.750 MW), tras la revocación del Comité de Ministros.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.643 MW, con una inversión de 4.147 MMUS\$. En el último mes se aprobó el proyecto Solar Pintados (85 MW) y entró a evaluación ambiental el Parque Eólico Cerro Tigre (264 MW).

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SIC (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	2.157	4.317	4.606	9.578
Hidráulica	787	1.588	3.022	4.797
Solar	1.241	2.651	3.761	8.722
Gas Natural	130	250	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	84	46	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	68	142	364	695
Carbón	20	184	4.730	8.447
TOTAL	4.487	9.178	18.963	34.269

Tabla 7: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SING (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Solar	1.053	2.462	5.862	19.659
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil Nº 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
Hidráulica	300	385	0	0
TOTAL	2.643	4.147	11.479	29.238

Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.system.cl

octubre2014



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@system.cl

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

ichaparro@system.cl

©System Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose System de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por System, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.